

Bei erneutem Gasstreit zwischen Ukraine und Russland: Wäre Europa jetzt gewappnet?

Im Januar 2009 war der Transport russischen Erdgases über das Pipelinesystem der Ukraine für knapp zwei Wochen unterbrochen. Vor allem einige Länder in Südosteuropa waren darauf schlecht vorbereitet. Aktuell ist der Streit um die Bezahlung von Erdgaslieferungen und Transitrechten zwischen Russland und der Ukraine wieder aufgeflammt. Daher fragt es sich, ob die EU für den Fall einer erneuten Lieferunterbrechung jetzt besser gewappnet ist.

Seit Anfang des Jahres ist zwar eine Vielzahl von Maßnahmen eingeleitet worden, um Lieferengpässe zu überwinden. Aber nur wenige davon sind bereits umgesetzt – zum Beispiel die Schaffung technischer Voraussetzungen für die Umkehr der Fließrichtung des Erdgases. Versorgungsprobleme in einzelnen Ländern Südosteuropas wären daher in diesem Winter nicht völlig zu vermeiden.

Russland liefert derzeit per Pipeline über die Ukraine etwa ein Drittel der Erdgasimporte der EU und deckt damit etwa 20 Prozent des Erdgasverbrauchs. Es ist der wichtigste Erdgaslieferant noch vor Norwegen.¹

Im Jahr 2008 betrug die Arbeitskapazität der Erdgasspeicher in der EU mit über 80 Milliarden Kubikmeter etwa 15 Prozent des Primärenergieverbrauchs von Erdgas. Das würde rechnerisch ausreichen, um Lieferausfälle aus Russland via Ukraine für acht Monate zu kompensieren. Trotz nur kurzer Lieferunterbrechungen (13 Tage) kam es Anfang 2009 zu Versorgungsstörungen in einzelnen Ländern Südosteuropas, weil die in der EU verfügbaren Vorräte nicht in diese Länder transportiert werden konnten. Das zeigt, dass eine Bewertung der Versorgungssicherheit bei Erdgas nicht nur mit den verfügbaren Speicherkapazitäten möglich ist. Vielmehr sind folgende Maßnahmen zu diskutieren:²

- Regionale Diversifizierung der Importe.
- Ausbau und stärkere Vermaschung der Netze.
- Ausbau von Anlandestationen für verflüssigtes Erdgas (LNG).
- Umkehr der Lastflüsse entgegen der Hauptflussrichtung.
- Kurzfristiger Brennstoffwechsel und Verträge mit Lieferunterbrechung (Unterbrechbare Verträge).
- Ausbau der Speicherkapazitäten.

Hella Engerer
hengerer@diw.de

Manfred Horn
mhorn@diw.de

Anne Neumann
aneumann@diw.de

¹ Der Anteil Russlands am europäischen Erdgasmarkt ist in den letzten Jahren allerdings zurückgegangen, weil die Importe aus Norwegen und afrikanischen Staaten stärker gestiegen sind.

² In einem Arbeitspapier analysiert die EU-Kommission verschiedene Instrumente und deren Auswirkungen beziehungsweise derzeitige Nutzung (SEC(2009) 978 Final).

Tabelle 1

Produktion, Verbrauch und Netto-Importe von Erdgas 2008

	Produktion	Verbrauch	Netto-Importe	Netto-Importe	Importe aus Russland
	In Milliarden Kubikmeter			In Prozent ¹ bezogen auf den Verbrauch	
Belgien	0,0	17,3	17,4	100,5	5,2
Bulgarien	0,2	3,5	3,5	98,7	98,7
Dänemark	10,1	4,6	-5,5	-120,2	0,0
Deutschland	16,4	95,8	79,2	82,7	42,5
Estland	0,0	0,9	0,9	100,0	100,0
Finnland	0,0	4,7	4,7	99,3	100,1
Frankreich	0,9	45,9	43,9	95,7	14,1
Griechenland	0,0	4,2	4,2	99,9	66,9
Irland	0,4	5,2	4,7	90,1	0,0
Italien	9,3	84,9	76,7	90,3	26,2
Lettland	0,0	1,7	1,4	84,8	84,8
Litauen	0,0	3,3	3,1	96,0	96,0
Luxemburg	0,0	1,3	1,3	103,6	0,0
Niederlande	84,7	48,3	-36,4	-75,3	0,0
Österreich	1,5	8,7	7,2	83,4	77,5
Polen	5,7	16,5	11,2	67,4	47,0
Portugal	0,0	4,8	4,8	100,2	0,0
Rumänien	11,4	14,4	4,5	30,9	39,2
Schweden	0,0	0,9	0,9	98,6	0,0
Slowakei	0,1	6,3	6,1	96,9	99,3
Slowenien	0,0	1,0	1,0	100,0	51,3
Spanien	0,0	38,2	38,6	101,1	0,0
Tschechien	0,2	8,7	8,6	99,0	86,0
Ungarn	2,6	13,2	11,5	87,2	66,9
Großbritannien	73,4	99,0	25,8	26,1	0,0
EU insgesamt	217,0	533,3	319,4	59,9	24,4

¹ Werte über 100 Prozent können auf Lagereffekte oder statistische Differenzen zurückzuführen sein.

Quelle: IEA.

DIW Berlin 2009

Regionale Diversifizierung kommt in Osteuropa langsam voran

Die Länder der Europäischen Union sind in sehr unterschiedlichem Umfang von Erdgasimporten abhängig (Tabelle 1). Dänemark und die Niederlande liefern Erdgas an ihre Nachbarländer. Nahezu völlig abhängig von Importen waren 2008 sowohl neue (Bulgarien, Estland, Slowakei und Slowenien) als auch einige alte Mitgliedsländer der EU (Belgien, Finnland, Griechenland, Schweden, Portugal und Spanien). Besonders wenig von Importen abhängig waren 2008 Großbritannien und Rumänien. Diese Länder konnten etwa drei Viertel beziehungsweise gut zwei Drittel ihres Erdgasbedarfs durch die einheimische Gewinnung decken. Deutschland gehört innerhalb der EU zu den Ländern mit einer relativ bedeutenden Eigenerzeugung, der Beitrag der Nettoimporte zur Bedarfsdeckung ist mit über 80 Prozent dennoch sehr hoch.

Für die meisten ost- und mitteleuropäischen Länder ist Russland der wichtigste Erdgaslieferant. So importieren Bulgarien, Rumänien, Estland, Lettland, Litauen und die Slowakische Repub-

lik Erdgas nahezu ausschließlich aus Russland. Auch in den übrigen osteuropäischen Ländern ist Russland nach wie vor der bei weitem wichtigste Lieferant. Insbesondere Slowenien, Polen und Ungarn verzeichnen aber erste Erfolge bei ihren Bemühungen zur regionalen Diversifizierung ihrer Importe. Unter den westeuropäischen Staaten verlassen sich insbesondere Österreich und Deutschland stark auf russische Erdgaslieferungen.

Zusätzliche Investitionen in Gasnetze erforderlich

Die Funktionsfähigkeit des europäischen Binnenmarktes für Erdgas setzt ausreichend große Transportkapazitäten in einem möglichst engmaschigen Leitungsnetz voraus. Aktuell reicht allerdings die Kapazität der Importleitungen wie auch der Verbindungsleitungen innerhalb der EU in einigen Regionen – vor allem in Südosteuropa – nicht aus, um Versorgungsengpässe beim Ausfall des wichtigsten Erdgaslieferanten zu vermeiden. Werden die in dieser Region geplanten Projekte realisiert, dürften diese Engpässe in einigen Jahren weitgehend beseitigt sein.

Aufgrund der rückläufigen Erdgasgewinnung in der EU werden bei gleichzeitig steigendem Erdgasverbrauch neue Herausforderungen entstehen.³ Die Erdgasnetze müssen dann gleichzeitig an einen steigenden Bedarf und an regionale Verschiebungen der Gasströme angepasst werden. Nach einer Studie der Gas Infrastructure Europe (GIE) geht nach 2014 die inländische Erdgasproduktion stärker zurück, als die Kapazitäten für die Bereitstellung von Importen wachsen.⁴ Werden nur die aktuellen Planungen der Unternehmen umgesetzt, würden die freien Kapazitäten im europäischen Gasnetz im Jahr 2018 geringer sein als heute. In einem kalten Winter könnte es dann zu Engpässen im Erdgas austausch zwischen Dänemark und Schweden sowie zwischen den Nachfolgestaaten des ehemaligen Jugoslawien kommen. Selbst in Mittel- und Westeuropa wären gewisse Verknappungen möglich. Demgegenüber gibt es aufgrund steigender LNG-Kapazitäten und Erdgaslieferungen aus Nordafrika Regionen mit überschüssigen Lieferkapazitäten insbesondere in Südeuropa. Es sind also über die derzeit bestehenden Planungen der Unternehmen hinaus noch zusätzliche Anstrengungen notwendig,

³ Die EU erwartet eine Zunahme des Erdgasverbrauchs bis 2030 um bis zu 200 Milliarden Kubikmeter. Vgl. Engerer, H., Horn, M.: Erdgas für Europa: Die Importe steigen deutlich. Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 17/2009.

⁴ Gas Infrastructure Europe (GIE): GTE + Demand Scenarios vs. Capacity Report. Brüssel, 31. Juli 2009.

um die Sicherheit der Erdgasversorgung in ganz Europa langfristig aufrechtzuerhalten.

LNG-Aufnahmekapazitäten verdoppeln sich bis 2016

Die Europäische Union verfügte Mitte 2009 über LNG-Importterminals mit einer Kapazität von insgesamt 108 Milliarden Kubikmeter Erdgas pro Jahr (Tabelle 2). Von den gesamten Kapazitäten entfällt etwa die Hälfte auf Spanien und ein Drittel auf Frankreich und England zusammen. Die restlichen Kapazitäten werden von Belgien, Portugal, Griechenland und Italien gestellt. Viele dieser Länder sind dabei, in den kommenden Jahren die vorhandenen Kapazitäten zu erhöhen. Auch in den Niederlanden, die bisher über keine LNG-Kapazitäten verfügen, sind entsprechende Anlagen in Rotterdam im Bau. Nach Angaben der GIE werden sich die LNG-Anlandekapazitäten der Europäischen Union bis zum Jahr 2016 auf insgesamt 207 Milliarden Kubikmeter verdoppeln. Darüber hinaus bestehen in Deutschland, Griechenland, Irland, Kroatien, Litauen, Polen, Rumänien, Schweden und Zypern bisher noch wenig konkrete Überlegungen, Kapazitäten für den Import von LNG zu schaffen. In Deutschland ist der Bau eines LNG-Terminals in Wilhelms- haven mehrfach aufgeschoben worden.

Damit LNG künftig einen steigenden Beitrag zur Energieversorgung Europas leisten kann, müssen auch Exportkapazitäten für diesen Energieträger in den Lieferländern geschaffen werden. Entsprechende Planungen bestehen schon. Weltweit sollen nach Angaben der Internationalen Energie Agentur (IEA) die Verfüssigungs-Kapazitäten von 2008 um 150 auf 400 Milliarden Kubikmeter im Jahr 2012 steigen. Derzeit liefern Katar, Malaysia, Algerien und Nigeria LNG nach Europa. Katar wird seine Kapazitäten kräftig erhöhen. Künftig dürften insbesondere Angola, Äquatorialguinea und der Jemen hinzukommen. Langfristig hat auch der Iran ein großes Potential.

Umkehr der Gasflüsse in der Pipeline

Bei Lieferunterbrechungen können frei gewordene Leitungskapazitäten für Lieferungen in umgekehrter Richtung genutzt werden. Hierzu müssen allerdings Grenzübergabestationen und Kompressorstationen technisch umgerüstet werden. Außerdem ist in der Regel eine Kooperation verschiedener Netzbetreiber notwendig. Technische Vorrichtungen zur Umkehr der Gasflüsse bestanden bereits vor der Krise im Januar 2009 an verschiedenen Kuppelstellen

Tabelle 2

LNG-Importkapazitäten in der EU Mitte 2009

In Milliarden Kubikmeter Erdgas pro Jahr

	Vorhandene Kapazitäten	In Bau oder Planung	
		Erweiterungen	Neue Kapazitäten
Belgien	9,0	–	–
Frankreich	17,0	6,5	8,3
Griechenland	5,3	–	–
Italien	3,4	4,6	19,0
Niederlande	–	–	16,0
Portugal	5,5	–	–
Spanien	54,4	22,5	11,0
Vereinigtes Königreich	13,4	7,4	13,8
EU insgesamt	108,0	41,0	68,0

Quelle: Gas Infrastructure Europe.

DIW Berlin 2009

des europäischen Gasnetzes zum Beispiel an der Grenze zwischen Deutschland und der Tschechischen Republik und von dort in die Slowakische Republik. Noch während der Krise im Januar 2009 ist es gelungen, Gas von Griechenland nach Bulgarien durch die Umkehr der Gasflussrichtung in der Leitung GMS Strimonohori zu transportieren und so die Folgen der Krise in Bulgarien zu mildern.⁵

Eine Vielzahl von Projekten sind derzeit in Planung, um die Kapazitäten für Umkehrflüsse zu erhöhen und bisher schlecht verbundene Netzteile durch zusätzliche Verbindungsleitungen stärker zu integrieren.⁶ Insbesondere für süd- osteuropäische Mitgliedstaaten der EU können entsprechende technische Vorrichtungen zusätzliche Lieferungen aus Deutschland und Italien ermöglichen. Damit die Vorräte innerhalb des europäischen Erdgassystems im Notfall optimal genutzt werden können, müssen aber auch noch andere kritische Engpässe des bestehenden Erdgastransportnetzes, zum Beispiel zwischen Spanien und Frankreich, beseitigt werden.

Substitution und Verbrauchseinschränkung

Der Ausfall eines Gaslieferanten kann teilweise auch durch Reaktionen auf der Nachfrageseite kompensiert werden. Hierzu gehört die Substitution von Erdgas durch Heizöl oder Kohle in der Elektrizitätserzeugung oder durch die Umstellung von Raumheizungen auf Holz und Elektrizität. Auch ein temporärer Produktionsstillstand wie der Stopp von Elektrolyse-Prozessen ist möglich. Da der Ausfall eines bedeutenden Gaslieferanten

⁵ Es konnten 2,5 Millionen Kubikmeter pro Tag aus Griechenland importiert werden. Kovacevic, A.: The Impact of the Russia-Ukraine Gas Crises in South-Eastern Europe. Oxford Institute for Energy Studies, NG29, März 2009.

⁶ www.gie.eu.com/publications/indexframe_plus_reverse.html.

Kasten 1

Typen von Erdgasspeichern

Erdgas kann in Untertage- und Übertagespeichern sowie in den Leitungsrohren gespeichert werden. Darüber hinaus können in Tankern für verflüssigtes Erdgas Reserven vorgehalten werden, soweit deren Kapazitäten größer sind als zur Deckung des aktuellen Verbrauchs notwendig ist.

Gasförmiges Erdgas kann unter Druck in Tanks über der Erde (Übertagespeicher) oder in Hohlräumen unter der Erde (Untertagespeicher) gespeichert werden. Kleinere *Übertagespeicher* finden sich regelmäßig auch in der Nähe von lokalen Verteilernetzen (Gasometer). Damit steht auch den Endverteilern von Erdgas, zum Beispiel Stadtwerken, ein Speicherinstrument zur Verfügung.

Betreiber von Erdgasfernleitungen können darüber hinaus bei kurzfristigen Nachfrageschwankungen Erdgas im Transportsystem speichern, indem der Druck in einem Abschnitt einer Pipeline erhöht wird und so größere Energiemengen vorgehalten werden.¹

Der größte Teil des Speichervolumens für Erdgas befindet sich in Europa in *Untertagespeichern*.² Mit dem Druck in diesen Speichern erhöhen sich das speicherbare Volumen und das mögliche Auspeisevolumen pro Zeiteinheit. Sinkt der Druck innerhalb der Kammer

unter denjenigen an der Bohröffnung, ist eine weitere Entnahme nicht mehr möglich. Somit muss in jedem Untertagespeicher zu jedem Zeitpunkt eine bestimmte Menge Kissengas zum Druckerhalt vorhanden sein. Zur Auspeisung kann also nur das jeweils vorhandene Arbeitsgasvolumen eines Speichers genutzt werden.

Es gibt unterschiedliche Typen von Untertagespeichern. In *Porenspeichern* wird Erdgas zwischen den porösen Gesteinsschichten von natürlich vorkommenden Kalk- und Sandsteinformationen eingelagert. Zu den Porenspeichern gehören ehemalige Erdgas- und Erdölfelder sowie Aquifere.³ Aufgrund der natürlichen Fließwege erfolgen Ein- beziehungsweise Auspeisungen in Porenspeichern in der Regel eher langsam, und eingespeiste Mengen können nur mit Verzögerungen wieder ausgespeist werden. Zudem benötigen sie auch ein hohes Volumen an Kissengas von 50 bis zu 80 Prozent des Gesamtvolumens. Porenspeicher sind durch ihre Charakteristika sehr gut geeignet, um saisonale Änderungen der Nachfrage zu bedienen.

Kavernenspeicher sind künstlich in Salzstöcken ausgespülte Hohlräume. Der erforderliche Kissengasanteil von nur 20 bis 30 Prozent in Verbindung mit hohen Ein- und Auspeiseraten machen diese Speicherart für den kurzfristigen Ausgleich von Nachfrageschwankungen sehr attraktiv. Der Bau von Kavernenspeichern ist allerdings mit deutlich höheren Investitionskosten verbunden, als der von Porenspeichern.

³ Befand sich in den Hohlräumen vor der Einpressung von Erdgas Wasser, spricht man von Aquiferen.

¹ Das Gesamtvolumen des deutschen Netzpuffers beträgt lediglich 0,8 Terawattstunden, wovon zwei Drittel dem Transport- und ein Drittel dem Verteilnetz zuzurechnen sind. Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2008 gem. §63 Abs. 4 EnWG i.V.m. §35 EnWG, Bonn 2008.

² Eine detaillierte Übersicht zu Untertagespeichern in Deutschland findet sich bei Sedlacek, R.: Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland. Erdöl Erdgas Kohle, Vol. 124, Nr. 11, 2008, 453–465.

in der Regel mit Preissteigerungen auf den Spotmärkten verbunden ist, werden solche Reaktionen in gewissem Umfang automatisch angeregt. Die Bedeutung der Spotmärkte ist derzeit gering. Die in vielen Langfristverträgen noch bestehende Bindung der Erdgaspreise an die Ölpreise verhindert, dass die Gaspreise die Knappheiten auf den Erdgasmärkten widerspiegeln können und die Einspar- sowie Substitutionspotentiale für Erdgas ausgeschöpft werden.

Informationen zu kurzfristig möglichen Einsparungen oder zur möglichen Substitution von Erdgas durch andere Energieträger liegen nur sporadisch für einzelne EU-Länder vor. So können nach Angaben der EU in Deutschland kurzfristig 10 bis 14 Prozent, in Frankreich sechs Prozent und in Italien neun Prozent des gesamten Gasverbrauchs substituiert werden, in Bel-

gien 15 Prozent des industriellen Gasverbrauchs.⁷ Zur Realisierung dieser Potentiale können neben Preissteigerungen auf den Spotmärkten auch Unterbrechbare Verträge dienen. Darin erklären sich Großkunden im Rahmen von längerfristigen Verträgen bereit, für eine bestimmte Zahl von Tagen im Jahr notfalls auf den Bezug von Erdgas zu verzichten und erhalten dafür deutliche Preisabschläge. Entsprechende Verträge decken etwa ein Viertel des Erdgaseinsatzes zur Elektrizitätserzeugung in Deutschland, Frankreich den Niederlanden und Spanien; in Italien ist es nur ein Prozent. In der Industrie reichen die Anteile von fünf Prozent in Spanien, zehn Prozent in

⁷ Stern, J.: Continental European Long-term Gas Contracts: Is a Transition away from Oil-product Linked Pricing Inevitable and Imminent? Oxford Institute of Energy Studies, NG 34, September 2009.

Deutschland und Italien, bis zu 25 Prozent in Frankreich und 30 Prozent in Belgien.

Speicherausbau für eine 90-Tage-Reserve

Die Europäische Union verfügte Ende 2008 über Speicherkapazitäten für Erdgas (Arbeitsgas) von über 80 Milliarden Kubikmetern (Kasten 1). Davon entfielen etwa zwei Drittel auf erschöpfte Öl- und Gasfelder. Auf Aquifere entfiel etwa 20 Prozent der Speicherkapazität und auf Kavernen etwa zehn Prozent. Sonstige Speicher (einschließlich LNG-Speicher) waren von geringer Bedeutung (Tabelle 3). Deutschland, Italien und Frankreich verfügten 2008 über Speicherkapazitäten mit einem Arbeitsvolumen von 20, 13 beziehungsweise 12 Milliarden Kubikmeter. Dies ist mehr als die Hälfte der Speicherkapazitäten in der EU. Die übrigen Speicherkapazitäten sind relativ gleichmäßig auf die sonstigen im Speichergeschäft tätigen Mitgliedsländer verteilt.

Innerhalb der EU gibt es immerhin neun Länder, die keine eigenen Speicherkapazitäten für Erdgas besitzen,⁸ außerdem verfügt Schweden nur über verschwindend geringe Kavernenkapazitäten. In Malta und Zypern wird Erdgas nicht als Energieträger verwendet. Irland und Luxemburg, die an Erdgas exportierende Mitgliedsländer der EU angrenzen, sehen keinen Bedarf für eine eigene Risikovorsorge durch den Bau von Speichern.

Der Beitrag von Erdgasspeichern zur Versorgungssicherheit lässt sich am ehesten anhand der Relation ihres Arbeitsvolumens zum Erdgasverbrauch bestimmen. Die Abbildung zeigt die entsprechenden Daten für die Länder der EU im Jahr 2008. Italien und Frankreich, die neben Deutschland über die absolut größten Speicherkapazitäten verfügen, können 15 beziehungsweise 26 Prozent ihres Primärenergieverbrauchs an Erdgas speichern, Deutschland etwa 21 Prozent. Die bei weitem beste Quote erreicht das kleine Lettland mit einem Wert von knapp 140 Prozent, aber auch die Werte in Österreich und der Slowakischen Republik sind mit 49 beziehungsweise 44 Prozent mehr als doppelt so hoch wie in Deutschland.

Nach den vorliegenden Planungen werden die Kapazitäten der Erdgasspeicher ausgehend vom Stand im Juli 2009 um gut zwei Drittel erhöht (Tabelle 4). Das Vereinigte Königreich plant eine Steigerung um etwa neun Milliarden Kubikmeter, das würde zu einer Verdreifung der Mitte

Tabelle 3

Speicherkapazitäten für Erdgas (Arbeitsgas) Ende 2008

In Millionen Kubikmeter

	Insgesamt	Erschöpfte Öl- und Gasfelder	LNG-Spitzen-speicher	Aquifere	Kavernen ¹
Belgien	655	–	55	600	–
Bulgarien	350	350	–	–	–
Dänemark	1 001	–	–	560	441
Deutschland	19 866	10 998	–	1 414	7 454
Frankreich	12 142	–	–	11 234	908
Italien	12 870	12 870	–	–	–
Lettland	2 300	–	–	2 300	–
Niederlande	5 078	5 000	78	–	–
Österreich	4 249	4 249	–	–	–
Polen	1 660	1 280	–	–	380
Portugal	124	–	–	–	124
Rumänien	3 162	3 162	–	–	–
Schweden ²	9	–	–	–	9
Slowakei	2 770	2 770	–	–	–
Spanien	2 726	2 726	–	–	–
Tschechien	2 501	2 260	–	177	64
Ungarn	4 190	4 190	–	–	–
Großbritannien	4 523	3 736	260	–	527
EU insgesamt	80 176	53 591	393	16 285	9 907

¹ Salz, Granit u. sonst. Gestein.

² Daten für Ende 2007.

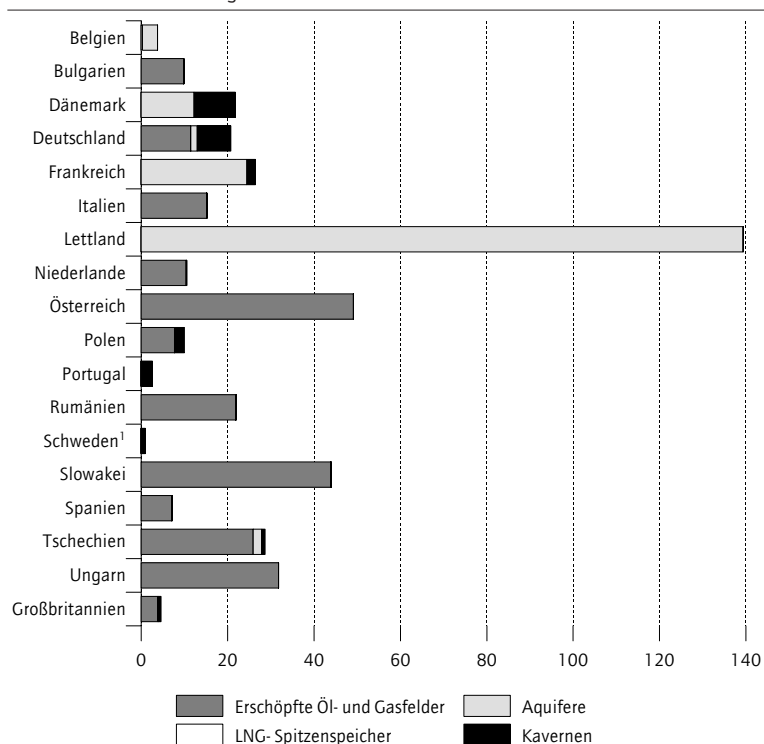
Quelle: IEA: Natural Gas Information 2009. Paris 2009.

DIW Berlin 2009

Abbildung 1

Kapazität der Erdgasspeicher in der EU Ende 2008

In Prozent des Primärenergieverbrauchs



¹ Daten für Ende 2007.

Quelle: IEA.

DIW Berlin 2009

⁸ Finnland, Griechenland, Irland, Luxemburg, die baltischen Länder Estland und Litauen sowie Slowenien, Malta und Zypern.

Kasten 2

EU-Verordnungsvorschlag zur Sicherheit der Erdgasversorgung

Der EU-Verordnungsvorschlag vom Juli 2009 zur Krisenvorsorge im Erdgassektor verpflichtet die Mitgliedstaaten, innerhalb von sechs Monaten nach Inkrafttreten der Verordnung und danach alle zwei Jahre eine Risikobewertung vorzulegen. Außerdem muss ein dreistufiger Notfallplan (Frühwarnstufe, Alarmstufe und Notfallstufe) erarbeitet werden, der die Zusammenarbeit von Versorgungsunternehmen und Behörden im Falle von Lieferunterbrechungen regelt. Innerhalb von drei Jahren nach Inkrafttreten der Verordnung – spätestens am 31. März 2014 – soll jeder Mitgliedstaat in der Lage sein, bei Ausfall der wichtigsten Komponente der Gasinfrastruktur – (N-1)-Kriterium – oder bei einer extremen Kälteperiode private und andere geschützte

Verbraucher wie Schulen und Krankenhäuser mindestens 60 Tage zu versorgen (Artikel 6). Fallen über zehn Prozent der täglichen Erdgasimporte der Gemeinschaft aus Drittländern aus, kann die EU den gemeinschaftsweiten Notfall ausrufen. Dies ist auch möglich, wenn mehr als eine nationale Behörde den nationalen Notfall ausruft (Artikel 10, Nr. 1). In diesem Fall koordiniert die Kommission die nationalen Regulierungsbehörden. Gelangt die Kommission zur Auffassung, dass Maßnahmen der nationalen Behörden unangemessen sind oder die Situation in einem anderen Mitgliedsland ernsthaft gefährden, kann die Kommission die zuständige nationale Behörde zur Änderung der Maßnahme auffordern und ihr Weisungen erteilen (Artikel 10, Nr. 4).

Tabelle 4

Vorhandene und geplante Speicherkapazitäten Mitte 2009

In Milliarden Kubikmeter

	Vorhandene	Geplante	Geplante in Prozent der vorhandenen
	Kapazität		
Belgien	keine	keine	–
Bulgarien	0,35	–	0,0
Dänemark	1,001	–	0,0
Deutschland	19,595	9,524	48,6
Estland	keine	keine	–
Finnland	keine	keine	–
Frankreich	12,255	1,79	14,6
Griechenland	keine	–	–
Irland	keine	keine	–
Italien	14,335	11,1	77,4
Lettland	–	–	–
Litauen	keine	keine	–
Luxemburg	keine	keine	–
Malta	keine	keine	–
Niederlande	5,078	4,5	88,6
Österreich	4,3	5,2	120,9
Polen	1,675	1,225	73,1
Portugal	0,15	0,03	20,0
Rumänien	2,694	2,3	85,4
Schweden	–	–	–
Slowakei	2,75	keine	–
Slowenien	keine	keine	–
Spanien	4,14	5,594	135,1
Tschechien	3,077	0,755	24,5
Ungarn	3,72	2,3	61,8
Vereinigtes Königreich	4,31	8,939	207,4
Zypern	keine	keine	–
EU insgesamt	79,43	53,157	66,9

Quelle: GIE.

DIW Berlin 2009

2009 vorhandenen Kapazitäten führen. Spanien und Österreich planen einen Ausbau um knapp sechs beziehungsweise gut fünf Milliarden Kubikmeter, ihre Speicherkapazitäten würden sich damit mehr als verdoppeln. Italien will seine Kapazitäten um elf Milliarden Kubikmeter (80 Prozent) erhöhen. In Deutschland ist mit knapp zehn Milliarden Kubikmetern der nach Italien größte Ausbau in Vorbereitung. Damit ist hier immerhin noch mit einer Steigerung der Speicherkapazitäten um knapp die Hälfte zu rechnen. Mit den dann vorhandenen Kapazitäten könnte der durchschnittliche Erdgasverbrauch des Jahres 2008 rechnerisch für etwa 90 Tage gedeckt werden.

Neuer Vorstoß der EU zur Versorgungssicherheit

Die EU hat den russisch-ukrainischen Konflikt von Anfang dieses Jahres zum Anlass genommen, im Juli 2009 einen Verordnungsvorschlag zur Krisenvorsorge im Erdgassektor vorzulegen. Dieser Vorschlag zielt darauf ab, die Mitgliedsländer zu verpflichten, innerhalb weniger Jahre dafür zu sorgen, dass künftig auch der Ausfall des jeweils wichtigsten Erdgaslieferanten in extrem kalten Winterperioden in jedem einzelnen Mitgliedsland verkraftet werden kann. Den Mitgliedstaaten soll freigestellt bleiben, welche Maßnahmen sie ergreifen, um den vorgeschriebenen Sicherheitsstandard zu erreichen (Kasten 2).

Die EU-Kommission wird im Krisenfall vor allem darauf achten, dass es durch nationale Maßnahmen nicht zu einer Beschränkung der innergemeinschaftlichen Gasflüsse kommt. Die Allokation

tion des knappen Gases soll auch in einer Krise im Wesentlichen auf marktwirtschaftlicher Basis erfolgen. Nicht übertragen wird der EU die Befugnis, im Krisenfall die Solidarität der Mitgliedstaaten zu erzwingen. Der Krisenmechanismus der EU im Erdgassektor bleibt damit nicht nur in Hinblick auf die Anforderungen an das Niveau der Reservekapazitäten (Erdgas: zehn Prozent der Importe für 60 Tage, Erdöl: sieben Prozent der Importe für 90 Tage), sondern auch in Hinblick auf die Eingriffsmöglichkeiten hinter dem Krisenmechanismus der IEA beim Öl zurück.⁹ Das könnte zur Folge haben, dass Länder, die besonders stark von russischen Erdgaslieferungen abhängen, im nationalen Alleingang Strategien zur Verbesserung ihrer Versorgungssicherheit einschlagen, die deutlich teurer sind als eine stärkere Vernetzung mit dem übrigen EU-Erdgasnetz. Andererseits könnte für Unternehmen ein Anreiz bestehen, in die Sicherheit der Gasversorgung auch über den Mindeststandard hinaus zu investieren, sofern sich dies nach ihrer Einschätzung rentiert.¹⁰ Das setzt allerdings voraus, dass die damit verbunden Kosten bei der Regulierung der Gastransporttarife berücksichtigt werden.

⁹ Nach Artikel 7 des Übereinkommens über den Krisenmechanismus – Agreement on an Internationale Energy Program – können Länder, die von einem Ausfall von Ölimporten unterproportional betroffen sind, zur Solidarität mit Mitgliedsländern gezwungen werden, bei denen die Krise zu einer besonders starken Verknappung von Ölprodukten führt.

¹⁰ Dazu könnte auch beitragen, dass durch Investitionen in Speicher oder zusätzliche Leitungsverbindungen/Gasflussveränderungen auch ertragreiche zusätzliche Märkte (zum Beispiel für Speicherleistungen) erschlossen werden können.

Fazit

Zum Zeitpunkt der Unterbrechung von Erdgaslieferungen aus Russland Anfang 2009 war in der Europäischen Union insgesamt genügend Erdgas vorhanden, um die ausgefallenen Mengen zu ersetzen. Es war aber nicht möglich, ausreichend Erdgas dorthin zu transportieren, wo es benötigt wurde. In einigen Ländern in Südosteuropa kam es daher zu Engpässen. Es besteht eine Vielzahl von Projekten zur Erweiterung der Speicherkapazitäten. Zudem gibt es Vorhaben zum Bau neuer Erdgaspipelines sowie zur Umstellung bestehender Erdgaspipelines auf den Betrieb in umgekehrter Fließrichtung. Die meisten Projekte können aber frühestens im nächsten Jahr in Betrieb gehen. Auch die von der EU-Kommission vorgeschlagene Verpflichtung der Mitgliedstaaten, bei Lieferunterbrechungen schützenswerte Verbraucher (private Haushalte, Schulen, Krankenhäuser etc.) mindestens 60 Tage mit Erdgas versorgen zu können, würde erst im Jahr 2014 greifen. Obwohl der Erdgasverbrauch in Europa im Jahr 2009 aufgrund der Wirtschaftskrise deutlich sinkt, ist nicht ausgeschlossen, dass eine längere Lieferunterbrechung im Winter erneut in einigen Ländern Südosteuropas zu Verknappungen führt.

Insgesamt ist die EU – insbesondere Deutschland – aber gut für eine solche temporäre Krise gewappnet. So sind die Erdgasspeicher gut gefüllt, die einheimische Produktion kann in einigen Ländern vorübergehend gesteigert werden und LNG wird auf dem Weltmarkt derzeit reichlich angeboten.

JEL Classification:
N74

Keywords:
Natural gas,
Gas storage,
Security of supply

Impressum

DIW Berlin
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49-30-897 89-0
Fax +49-30-897 89-200

Herausgeber

Prof. Dr. Klaus F. Zimmermann
(Präsident)
Prof. Dr. Tilman Brück
Dr. habil. Christian Dreger
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Prof. Dr. Alexander Kritikos
Prof. Dr. Viktor Steiner
Prof. Dr. Gert G. Wagner
Prof. Dr. Christian Wey

Chefredaktion

Dr. Kurt Geppert
Carel Mohn

Redaktion

Tobias Hanraths
PD Dr. Elke Holst
Susanne Marcus
Manfred Schmidt

Pressestelle

Renate Bogdanovic
Tel. +49 – 30 – 89789–249
presse@diw.de

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 7477649
Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. 01805–19 88 88, 14 Cent./min.
Reklamationen können nur innerhalb
von vier Wochen nach Erscheinen des
Wochenberichts angenommen werden;
danach wird der Heftpreis berechnet.

Bezugspreis

Jahrgang Euro 180,–
Einzelheft Euro 7,–
(jeweils inkl. Mehrwertsteuer
und Versandkosten)
Abbestellungen von Abonnements
spätestens 6 Wochen vor Jahresende
ISSN 0012-1304
Bestellung unter leserservice@diw.de

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit
Quellenangabe und unter Zusendung
eines Belegexemplars an die Stabs-
abteilung Kommunikation des DIW
Berlin (Kundenservice@diw.de)
zulässig.

Gedruckt auf
100 Prozent Recyclingpapier.